

**Concertation portant sur la mise en œuvre de l'AGW du 10.11.2016 relatif
à l'analyse coût-bénéfice et aux modalités de calcul et de mise en œuvre
de la compensation financière**

Réunion du 8 mars 2017 à 9h00 - Compte-rendu

- **Ordre du jour**

1. Introduction
2. Méthodologie de calcul de l'analyse coût-bénéfice
3. Etablissement des valeurs de référence et des valeurs par défaut
4. Définition des modalités de calcul des composantes A, B et C de la compensation financière
5. Conclusion et suites des travaux

- **Liste des participants**

Organisme	Nom	Prénom
CWaPE	<i>Conformément à la loi relative à la protection de la vie privée à l'égard des traitements de données à caractère personnel du 8 décembre 1992, le nom des participants est volontairement dissimulé.</i>	
DGO4		
EDF Luminus		
Edora		
Elia		
Engie - Electrabel		
Febeg		
ORES		
RESA		

- **Compte-rendu**

1. Introduction

La CWaPE rappelle brièvement l'historique de l'arrêté du Gouvernement wallon du 10 novembre 2016, les obligations et délais de mise en œuvre que celui-ci impose aux gestionnaires de réseaux et à la CWaPE :

Gestionnaires de réseau			CWaPE		
Article	Tâche	Deadline	Article	Tâche	Deadline
Art.352; art.29	Méthodologie de détermination de la capacité permanente d'injection (+publication)	08-12-17	Art.10§5	Formules de référence des composantes A, B et C	
Art.8§3	Présentation des contrats de raccordement (après 1.1.2015) et des adaptations	08-12-17	Art.16; art.27§3	Modèle d'étude préalable (EP), synthèse EP, notification EP *	
Art.9§2	Méthode d'estimation des volumes d'énergie active non produits	08-12-17	Art.22§5	Méthodologie d'application des modalités de calcul de la CBA	08-06-17
Art.9§2	Publication de la méthode d'estimation des volumes d'énergie active non produits	08-12-17	Art.22§6; art.27§2	Valeurs de référence	08-06-17
Art.9§7	Méthode alternative d'estimation des volumes d'énergie active non produits*		Art.23§52, 3 et 5; art.24§54 et 5	Valeurs par défaut*	
Art.10§4	Soumission de la procédure de compensation des pertes de revenu	08-12-17	Art.23§4	Méthode de prise en compte des coûts opérationnels*	
Art.11,§§ 1 et 2	Mécanisme de communication des consignes vers le marché	Sans délai	Art.28§3	Fréquence, portée et modalités pratiques du rapportage	

2. Méthodologie de calcul de l'analyse coût-bénéfice

Formule générale du numérateur

ELIA estime que la formule générale du numérateur, qui exclut les investissements réseau (visant l'octroi d'une capacité d'injection supplémentaire) supportés par le GRT, peut conduire à des difficultés d'ordre méthodologique. Ainsi, ces investissements offrent des opportunités d'optimisation par rapport aux investissements qui seraient opérés sur le réseau de transport local. ELIA est donc demandeur pour organiser une réunion bilatérale avec la CWaPE afin d'examiner des pistes de réflexion permettant de palier à ces difficultés méthodologiques.

A ce sujet, la CWaPE rappelle que la directive 2009/72/CE interdit aux gestionnaires de réseaux de transport de refuser le raccordement d'unités de production au prétexte d'éventuelles futures limitations dans les capacités disponibles du réseau (art. 23.2). En outre, la CWaPE note que ni la région wallonne, ni elle, ne disposent d'une quelconque compétence en matière de réseau de transport. La CWaPE comprend néanmoins la difficulté soulevée par ELIA et se mettra à sa disposition pour la tenue d'une telle réunion bilatérale.

Affectation partielle des coûts d'investissement au projet d'adaptation du réseau

La CWaPE attire l'attention sur la valeur par défaut égale 0,2 proposée pour le coefficient β (utilisée dans le calcul de δ_1) qui s'écarte de celle reprise dans sa proposition du 9 février 2017. Cette dernière, basée sur la valeur résiduelle actualisée de l'actif réseau au terme de la durée de vie économique du site de production d'électricité verte, est toujours débattue au sein de la CWaPE.

Les gestionnaires de réseaux font observer que l'utilisation des coefficients δ_1 et δ_2 conduit en définitive à faire peser sur la collectivité le risque de devoir supporter un investissement réseau sur base d'une surestimation de la capacité de production que cet investissement réseau accueillerait effectivement.

Les gestionnaires de réseaux estiment également que la valeur proposée pour le coefficient β est relativement faible. La formulation « *en tenant compte* » reprise à l'article 23, §3, de l'AGW leur semble également insuffisamment précise :

Art.23, § 3. Les coûts visés au paragraphe 2 sont établis en tenant compte de :

- 1° l'utilisation attendue du ou des investissements réseau concernés au terme de la durée de vie économique du projet de site de production d'électricité verte ;
- 2° l'utilisation attendue du ou des investissements réseau concernés au-delà de la puissance faisant l'objet de la demande de raccordement.

La CWaPE rappelle que les valeurs δ_1 et δ_2 constituent des valeurs par défaut, et non des valeurs de référence. Elle relève en outre qu'une gestion optimale du risque doit tenir compte à la fois de ce risque évoqué par les gestionnaires de réseau (en d'autres termes le risque de surestimer la production attendue) mais également d'un autre risque, celui de refuser la réalisation d'investissements réseau sur base d'un critère de décision qui sous-estime de manière systématique la production d'électricité attendue. La vocation des coefficients δ_1 et δ_2 est bien d'assurer un équilibre dans la gestion de ces deux risques.

Ces coefficients, étant des valeurs par défaut, ont le mérite de pouvoir être évalués projet par projet. En ne tenant pas compte de ces coefficients, il est vraisemblable que la seule correction méthodologique possible soit une réévaluation de la valeur de référence $C_{i,ref}$.

Numérateur : prise en compte des recettes associées aux tarifs d'injection

Les gestionnaires de réseaux relèvent que les recettes issues des tarifs d'injection ne sont pas actualisées.

La CWaPE confirme ce choix méthodologique qui a été effectué par souci de simplicité. La CWaPE ne ferme toutefois pas la porte à une actualisation de ces recettes.

Formule du numérateur : synthèse

La CWaPE attire l'attention sur la précision apportée par rapport à la méthode reprise dans la proposition transmise le 8 février 2017 qui ne contenait pas de formule consolidée.

Estimant qu'il ne saurait y avoir de δ_1 et δ_2 dans la situation de référence, la CWaPE propose d'appliquer aux surcoûts d'investissements nets associés au projet d'adaptation du réseau (c'est-à-dire les coûts d'investissement déduction faite des interventions de tiers et des coûts évités par rapport à la situation de référence) les mêmes coefficients δ_1 et δ_2 tels qu'estimés dans le cadre de l'évaluation des coûts pris en compte pour le projet d'adaptation du réseau.

$$\text{Numérateur} = \sum_{k=1}^m [(\delta_{1k} * \delta_{2k}) * [(C_{I,brut_{kPA}} - S_{kPA}) - (C_{I,brut_{kSR}} - S_{kSR})] - (R_{S_{kPA}} - R_{S_{kSR}})]$$

Dénominateur : estimation de la production d'électricité verte attendue

- a. Les gestionnaires de réseaux estiment que l'estimation de la production d'électricité verte doit reposer essentiellement sur le profil de production (et de charge), tout en tenant compte des paramètres K_p , K_i et τ_{S_nAC} . L'utilisation d'un paramètre DU_s égal pour les capacités permanente et flexible, comme proposé dans la formule reprise ci-dessous, peut dans certains cas conduire à des résultats incorrects.

$$\text{Production attendue} = PP_s * DV_s = [K_p + K_f * (1 - \tau_{S_nAC})] * DU_s * DV_s$$

ELIA soumettra à la CWaPE une proposition de formule alternative.

Tout en rappelant que DU_s est une valeur par défaut (et non une valeur de référence), c'est-à-dire une valeur dont on peut s'écarter de manière motivée, la CWaPE examinera avec attention la proposition alternative d'ELIA.

- b. Dans le même ordre d'idée, les gestionnaires de réseaux soulèvent la question de la prise en compte de l'évolution de la charge au stade de l'étude préalable. Cette question, d'ordre méthodologique, est importante pour les gestionnaires de réseaux car une telle prise en compte conduirait à complexifier le travail associé à l'étude préalable alors qu'une étape ultérieure, celle de l'analyse coût-bénéfice, pourrait - au cas par cas cette fois-ci - permettre de réaliser cet examen plus en profondeur.

La CWaPE n'entend pas alourdir inutilement le travail des gestionnaires de réseaux effectué dans le cadre de l'étude préalable. Toutefois, il y aura sans doute lieu d'effectuer ce travail complémentaire lorsqu'un doute sur le caractère *économiquement justifié* du projet d'adaptation du réseau existe.

- c. Les gestionnaires de réseaux relèvent que la production d'électricité verte ne fait pas l'objet d'une actualisation.

La CWaPE confirme ce choix méthodologique qui vise à faire l'hypothèse qu'un MWh produit en temps t est égal à un MWh produit en temps $t+1$.

Cas spécifique de la basse tension

La CWaPE rappelle que, dans le cas spécifique de la basse tension (raccordement des unités de production d'électricité d'une puissance supérieure à 5 kVA et inférieure ou égale à 250 kVA), les formules de calcul sont adaptées de la façon suivante :

- le calcul du numérateur est adapté en considérant le seul coefficient δ_2 (et non δ_1) et le coût des investissements opérés à un niveau de tension supérieur à 1 kV ;
- le calcul du dénominateur est adapté afin de tenir compte de la production d'énergie active attendue issue de la zone couverte par les tronçons concernés par le projet d'adaptation du réseau et de la durée de vie économique des investissements opérés sur les réseaux > 1kV pondérée par leurs coûts respectifs.

3. Valeurs de référence et valeurs par défaut

Rappel

La CWaPE rappelle que les valeurs proposées à ce stade pourront être adaptées par la suite en fonction des mises à jour effectuées par la CWaPE, notamment dans le cadre de sa prochaine communication relative aux coefficients K_{ECO} .

La CWaPE insiste donc davantage sur les méthodes permettant de définir ces valeurs de référence (et par défaut) plutôt que sur les valeurs en tant que telles.

La CWaPE insiste sur la différence méthodologique fondamentale existant entre, d'une part, les valeurs de référence et, d'autre part, les valeurs par défaut. Alors que les valeurs de référence constituent des

valeurs structurantes de l'analyse coût-bénéfice qui ne peuvent, à ce titre, être modifiées lors de l'évaluation technico-économique menée au cas par cas en fonction des projets d'adaptation du réseau, les valeurs par défaut constituent des valeurs indicatives dont il est possible de s'écarter de manière motivée lors de l'évaluation précitée.

Coût d'investissement unitaire de référence ($C_{l,ref}$) et coefficient α

- a. ELIA précise que les estimations effectuées en vue de déterminer le montant des investissements nécessaires à la réalisation des objectifs wallons en matière d'électricité verte ont été effectuées en tenant compte d'un certain nombre d'hypothèses, notamment :
- l'octroi d'une capacité d'injection flexible lorsque celui-ci s'avérerait davantage économiquement justifié que l'octroi d'une capacité permanente ;
 - l'optimisation des investissements d'ELIA sur les réseaux inférieurs et supérieurs à 70 kV.

Les gestionnaires de réseaux notent dès lors la possibilité d'un biais dans la méthode puisque les investissements supérieurs à 70 kV ne seraient pas pris en compte dans l'établissement du numérateur du terme q, alors que celui-ci serait comparé à un terme p de référence calculé en prenant en compte ces investissements.

Bien que cette discussion ne soit pas encore clôturée puisqu'elle doit encore faire l'objet de débats entre la CWaPE et ELIA (voir ci-dessus), la CWaPE rappelle que les investissements à réaliser sur le réseau de transport pris en compte dans l'établissement du $C_{l,ref}$ constituent des investissements visant à optimiser des investissements qui auraient pu être effectués au niveau du réseau de transport local. La CWaPE en déduit que le montant des investissements à réaliser sur le réseau de transport local en vue de respecter les objectifs wallons en matière d'électricité verte aurait sans doute été plus élevé, et que sa prise en compte aurait conduit à un $C_{l,ref}$ supérieur.

- b. EDORA rappelle que différentes études visant à estimer le coût d'investissement nécessaire à la réalisation des objectifs en matière d'électricité verte aboutissent à une valeur comprise entre 2,5 et 9 EUR/MWh. Dans la foulée, EDORA s'interroge sur l'opportunité de soustraire du numérateur destiné au calcul du $C_{l,ref}$ le raccordement de l'unité de production fonctionnant à partir de biomasse attendue en 2021 dont on sait qu'elle ne génèrera pas d'investissements réseau additionnels.

La CWaPE, estimant que le calcul du $C_{l,ref}$ - censé refléter une valeur du coût d'investissement réseau marginal à la réalisation des objectifs wallons en matière d'électricité verte - étant basé sur une estimation du coût d'investissement réseau moyen, juge que tout élément permettant d'affiner le calcul du coût d'investissement réseau moyen permettrait dans la foulée d'affiner notre représentation du coût d'investissement réseau marginal.

La CWaPE indique qu'un $C_{l,ref}$ calculé en retirant cette unité de production à partir de biomasse approcherait 4,1 EUR/MWh (en fait, 4,17 EUR/MWh).

- c. Après un échange de vues sur la question, les acteurs font savoir qu'un $C_{l,ref}$ égal à 3,26 EUR/MWh peut constituer une bonne base de départ.

- d. EDORA regrette l'absence de prise en compte dans l'analyse coût-bénéfice de critères non monétaires, critères qui auraient pu permettre la réalisation d'investissements réseau présentant un coût supérieur afin d'accueillir des unités de production d'une filière dont le déploiement est soumis à des contraintes fortes de type non monétaire (ex : NIMBY). Dans pareil cas, EDORA estime qu'un $C_{i,ref}$ supérieur pourrait se justifier.

La CWaPE rappelle que le coefficient α a pour vocation de différencier le terme p en fonction des filières de production et que celui-ci pourra être adapté pour autant que le terme p puisse être considéré - au moins partiellement - comme la cause du déploiement au ralenti de la filière visée.

Coefficient d'affectation partiel des coûts d'investissement (δ_2)

La CWaPE ajoute une autre proposition de valeur par défaut pour le coefficient δ_2 . Les deux propositions sont donc les suivantes :

$$\delta_2 = 1 \quad \text{ou} \quad \delta_2 = \frac{(Kp + Kf)}{K_{I_{réseau}}}$$

La CWaPE motive cette deuxième proposition en indiquant, d'une part, qu'il ne s'agit que d'une valeur par défaut et, d'autre part, que son recours permet de transférer la charge de la preuve vers les acteurs disposant du maximum d'information disponible, à savoir les gestionnaires de réseaux.

4. Détermination des composants A, B et C de la compensation financière

La CWaPE rappelle son intention d'écouter dans un premier temps les propositions des acteurs de marché en vue d'établir sa proposition relative aux composantes A, B et C de la compensation financière.

Un échange de vues a lieu en vue de déterminer quel pourrait être le prix de référence de l'électricité non produite (composante A), et notamment sur l'opportunité de prendre en compte ou non le prix de déséquilibre (en addition ou non du prix de référence de l'électricité), le prix du marché spot (plutôt que celui des *futures*), ...

5. Conclusions et suites des travaux

Les participants sont invités à formuler pour le 22 mars 2017 leurs commentaires sur les propositions de la CWaPE, en particulier celles relatives à la méthode de calcul de l'analyse coût-bénéfice.

Les gestionnaires de réseaux précisent qu'ils pourraient - à l'occasion de la prochaine réunion de concertation - soumettre une proposition alternative de calcul du dénominateur du terme q , de même qu'une proposition alternative pour les coefficients δ_1 et δ_2 . Ils profiteront également de cette réunion pour faire une proposition de méthode de calcul de la capacité d'injection permanente K_p .

Les gestionnaires de réseaux sont également invités à proposer avant la prochaine réunion plusieurs *case studies* afin de permettre un test de la méthodologie de calcul et des valeurs de référence et par défaut proposées.

Enfin, les acteurs de marché et les gestionnaires de réseaux sont invités à faire, à l'occasion de la réunion de concertation suivante, une proposition de méthodologie en vue de déterminer les composantes A et C de la compensation financière. La CWaPE viendra avec une proposition de méthodologie pour la composante B.

Les prochaines réunions de concertation se dérouleront aux dates suivantes :

Date et heure	Ordre du jour pressenti
Mercredi 19 avril 2017 à 09h30	<ul style="list-style-type: none"> - Présentation des gestionnaires de réseaux sur la production attendue (dénominateur) ; - Présentation des gestionnaires de réseaux sur δ_1 et δ_2 ; - Présentation des gestionnaires de réseaux sur la méthodologie visant à déterminer K_p ; - Analyse des <i>case studies</i>.
Mercredi 10 mai 2017 à 09h30	<ul style="list-style-type: none"> - Présentation des acteurs de marché et des gestionnaires de réseaux sur les composantes A et C de la compensation financière ; - Présentation de la CWaPE sur la composante B de la compensation financière.
Mercredi 7 juin 2017 à 09h30	<ul style="list-style-type: none"> - Présentation des gestionnaires de réseaux sur la méthodologie de calcul des volumes d'énergie non produits

Ces réunions de concertation pourront, le cas échéant, être complétées de réunions bilatérales.